Bâtir un avenir vert

Premier trimestre 2008

INNERGEX
Énergie renouvelable
Renewable Energy

États financiers consolidés
Période terminée le 31 mars 2008
(Non vérifiés)

États consolidés des résultats et du résultat étendu et du déficit	Période de trois mois terminée le 31 mars 2008	Période de trois mois terminée le 31 mars 2007
	$	$
Produits		
Exploitation	711 715	-
Frais de gestion	593 775	1 790 534
Quote-part de la perte nette d'une entité sous influence notable	(334 914)	-
	970 576	1 790 534
Charges		
Frais d'exploitation	276 793	-
Frais généraux et administratifs	1 499 290	1 674 500
	1 776 083	1 674 500
(Perte) bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	(805 507)	116 034
Amortissement	372 925	51 560
Intérêts sur l'emprunt bancaire	15 606	-
Intérêts sur la dette à long terme	239 744	4 932
Perte nette sur instruments financiers dérivés	6 072 327	-
Autres (produits) et charges	(281 357)	(100)
Radiation des frais de développement liés aux projets	49 762	-
(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices	(7 274 514)	59 642
Impôts sur les bénéfices		
Exigibles	1 315	21 044
Futurs	(1 801 752)	(1 708)
	(1 800 437)	19 336
(Perte nette) bénéfice net et résultat étendu	(5 474 077)	40 306
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	23 500 000	1 560 121
(Perte nette) bénéfice net par action, de base	(0,23)	0,03
Nombre d'actions en circulation, après dilution	23 544 428	1 560 121
(Perte nette) bénéfice net par action, après dilution	(0,23)	0,03
Bénéfices non répartis au début	1 593 334	1 802 835
(Perte nette) bénéfice net	(5 474 077)	40 306
(Déficit) bénéfices non répartis à la fin	(3 880 743)	1 843 141

Voir les notes complémentaires aux états financiers consolidés non vérifiés.

États financiers consolidés

Pour la période terminée le 31 mars 2008
(Non vérifiés)

Bilans consolidés	31 mars 2008	31 décembre 2007
	$	$
Actif		(Vérifié)
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	23 626 439	34 690 837
Débiteurs	19 027 003	19 576 093
Charges payées d'avance et autres	360 985	328 756
	43 014 427	54 595 686
Immobilisations corporelles	120 264 179	111 423 328
Actifs incorporels	40 746 305	40 832 760
Frais de développement liés aux projets	38 367 760	37 335 586
Placement dans une entité sous influence notable	61 628 669	63 144 213
Impôts futurs	4 800 953	3 214 616
Écart d'acquisition	30 552 578	30 552 578
Autres actifs à long terme	2 307 870	2 160 740
	341 682 741	343 259 507
Passif		
Passif à court terme		
Emprunt bancaire	-	2 000 000
Créditeurs et charges à payer	8 028 028	14 824 342
Instruments financiers dérivés	8 438 371	3 501 225
	16 466 399	20 325 567
Retenues de garantie au titre de la construction	2 420 253	1 989 626
Instruments financiers dérivés	2 616 334	1 455 974
Dette à long terme (Note 4)	87 125 000	81 135 000
Impôts futurs	7 601 447	7 816 862
Part des actionnaires sans contrôle	5 000	5 000
	116 234 433	112 728 029
Capitaux propres		
Capital-actions	228 807 842	228 807 842
Surplus d'apport	521 209	130 302
(Déficit) bénéfices non répartis	(3 880 743)	1 593 334
	225 448 308	230 531 478
	341 682 741	343 259 507

Voir les notes complémentaires aux états financiers consolidés non vérifiés.

États financiers consolidés
Période terminée le 31 mars 2008
(Non vérifiés)

États consolidés des flux de trésorerie	Période de trois mois terminée le 31 mars 2008	Période de trois mois terminée le 31 mars 2007
	$	$
Activités d'exploitation		
(Perte nette) bénéfice net	(5 474 077)	40 306
Éléments sans effet sur la trésorerie:		
Amortissement des immobilisations corporelles	286 470	51 560
Amortissement des actifs incorporels	86 455	-
Quote-part de la perte nette d'une entité sous influence notable	334 914	-
Rémunération à base d'actions	390 907	-
Perte non réalisée sur instruments financiers dérivés	6 072 327	-
Radiation des frais de développement liés aux projets	49 762	-
Gain à l'aliénation d'immobilisations corporelles	(300)	(100)
Impôts futurs	(1 801 752)	(1 708)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation (Note 5)	(5 491 226)	(422 270)
	(5 546 520)	(332 212)
Activités de financement		
Augmentation des retenues de garantie au titre de la construction	430 627	-
Remboursement de l'emprunt bancaire	(2 000 000)	-
Émission au titre de la dette à long terme	5 990 000	-
Émission de capital-actions	-	2 424
	4 420 627	2 424
Activités d'investissement		
Distributions reçues sur un placement dans une entité sous influence notable	1 180 630	-
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(9 558 370)	(46 225)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(1 439 114)	-
Ajouts aux autres actifs à long terme	(121 951)	-
Produit de la cession d'immobilisations corporelles	300	100
	(9 938 505)	(46 125)
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(11 064 398)	(375 913)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	34 690 837	523 507
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin	23 626 439	147 594
La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés de :		
Encaisse	3 654 319	147 594
Placements à court terme	19 972 120	-
	23 626 439	147 594

Des renseignements supplémentaires aux états consolidés des flux de trésorerie sont présentés à la note 5.

Voir les notes complémentaires aux états financiers consolidés non vérifiés.

1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Innergex énergie renouvelable inc. (la « société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu de la Loi sur les sociétés par actions (Canada). La société fournissait des services de gestion et d'administration jusqu'au moment de son premier appel public à l'épargne, qui a eu lieu le 6 décembre 2007. La société est une entreprise indépendante de gestion, de développement et d'exploitation d'installations de production d'énergie renouvelable, axée principalement sur les secteurs de l'hydroélectricité et de l'énergie éolienne. Le 25 octobre 2007, la société a changé de raison sociale, passant de Innergex Management Inc. à Innergex énergie renouvelable inc.

2. MODE DE PRÉSENTATION

Ces états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés (les « états financiers ») ont été préparés par la direction, en conformité avec les principes comptables généralement reconnus au Canada (« PCGR ») et comprennent les comptes de la société et de ses filiales, ainsi que ceux de l'entité à détenteurs de droits variables de laquelle la société est le principal bénéficiaire et les comptes de coentreprises jusqu'à concurrence de la quote-part de leurs actifs, passifs, produits et charges respectifs revenant à la société. Ces états financiers n'incluent pas toutes les divulgations requises selon les PCGR reconnus au Canada pour les états financiers annuels et, par conséquent, ils devraient être lus conjointement avec les états financiers consolidés et les notes jointes qui sont inclus dans le dernier rapport annuel de la société.

Ces états financiers utilisent les mêmes principes comptables et méthodes d'application décrites dans le dernier rapport annuel de la société, à l'exception de ce qui est décrit ci-dessous qui a pris effet le 1er janvier 2008.

Le chapitre 1535 du Manuel de l'ICCA, intitulé *Informations à fournir concernant le capital*, oblige une entité à fournir les informations propres à permettre aux utilisateurs de ses états financiers d'évaluer ses objectifs, politiques et procédures de gestion de son capital. Ce chapitre s'applique aux états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1er octobre 2007. L'application de ce chapitre a nécessité la présentation d'informations supplémentaires à la note 3.

Les revenus de la société varient avec chaque saison et pour cela, les résultats intermédiaires ne devraient pas être extrapolés sur une année complète. Ces états financiers n'ont pas fait l'objet d'une vérification ou révision de la part de nos vérificateurs externes.

3. INFORMATIONS À FOURNIR CONCERNANT LE CAPITAL

Les objectifs de la société, quant à la gestion de son capital, se divisent en deux aspects : i) s'assurer qu'elle a suffisamment de liquidités pour continuer sa stratégie de croissance; et ii) s'assurer que son levier financier et la gestion du risque financier sont adéquats.

Le capital de la société est composé de trésorerie et équivalent de trésorerie, d'un emprunt bancaire, de la dette à long terme et des capitaux propres.

Les capitaux propres de la société servent principalement à financer le développement de projets. La société a amassé un fonds de roulement suffisant, lors de son premier appel public à l'épargne, afin de compléter le développement de ses neuf projets détenant un contrat d'achat d'électricité. La société utilise la dette à long terme pour financer la construction de ses installations.

La société et ses filiales ont rencontré toutes les conditions financières et non-financières, qui pourraient constituer un manquement relativement à leurs conventions de crédit.

Les objectifs de gestion de capital de la société, ainsi que les politiques et procédures sont demeurées inchangées depuis la dernière période.

4. DETTE À LONG TERME

Une portion de 17 M$ de la dette à long terme a trait à Glen Miller Power, Limited Partnership. En 2007, le contrat de financement a été amendé et, entre autres ajustements, aucun remboursement de principal n'était exigible jusqu'à ce qu'un seuil financier soit atteint. Durant le trimestre, ce seuil a été atteint et, par conséquent, les remboursements de principal pourraient commencer après qu'une cédule de remboursement soit approuvée avec le prêteur.

5. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES LIÉS AUX ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	Période de trois mois terminée le 31 mars 2008	Période de trois mois terminée le 31 mars 2007
	$	$
Débiteurs	549 090	(790 742)
Charges payées d'avance et autres	(32 229)	(35 053)
Créditeurs et charges à payer	(6 008 087)	403 525
	(5 491 226)	(422 270)
Renseignements supplémentaires		
Intérêts payés	1 272 056	-
Impôts payés	168 266	96 767
Opérations hors trésorerie		
Immobilisations corporelles impayées	8 698 674	22 723
Frais de développement impayés	307 669	-

6. INFORMATION SECTORIELLE

La société compte deux secteurs isolables : a) la production hydroélectrique et b) l'aménagement et la gestion des emplacements.

Grâce à son secteur de la production hydroélectrique, la société vend l'électricité produite des installations hydroélectriques à des services publics. Grâce à son secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements, la société explore les emplacements potentiels, les aménage jusqu'au stade de l'exploitation et en assure la gestion.

Les conventions comptables relatives aux secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites dans le sommaire des principales conventions comptables, inclus dans le dernier rapport annuel. La société évalue le rendement en fonction de la (perte) du bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments. La société comptabilise les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion au coût. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements à celui de la production hydroélectrique sont comptabilisées au coût.

Les secteurs isolables de la société utilisent différents moyens de production ou exercent différents types d'activités. Ils ne sont pas gérés par les mêmes équipes, car leurs activités nécessitent des compétences distinctes.

6. INFORMATION SECTORIELLE (SUITE)

	Période de trois mois terminée le 31 mars 2008		
	Production hydroélectrique	**Aménagement et gestion des emplacements**	**Total**
	$	$	$
Produits découlant de clients externes	711 715	258 861	970 576
Frais d'exploitation	276 793	-	276 793
Bénéfice d'exploitation	434 922	258 861	693 783
Frais généraux et administratifs	6 249	1 493 041	1 499 290
(Perte) bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	428 673	(1 234 180)	(805 507)

Il n'y avait aucun secteur isolable au 31 mars 2007 étant donné que ces secteurs ont été acquis le 6 décembre 2007.

	Au 31 mars 2008		
	Production hydroélectrique	**Aménagement et gestion des emplacements**	**Total**
	$	$	$
Actifs à long terme	25 005 605	273 662 709	298 668 314
Écart d'acquisition	-	30 552 578	30 552 578
Total de l'actif	26 113 188	315 569 553	341 682 741
Acquisitions d'actifs à long terme	-	10 306 625	10 306 625

	Au 31 décembre 2007		
	Production hydroélectrique	**Aménagement et gestion des emplacements**	**Total**
	$	**$**	**$**
Actifs à long terme	25 313 901	263 349 920	288 663 821
Écart d'acquisition	-	30 552 578	30 552 578
Total de l'actif	25 571 910	317 687 597	343 259 507

7. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle de la période courante.

8. ÉVÉNEMENTS SUBSÉQUENTS

Le 23 avril 2008, la société a annoncé la conclusion d'une entente avec Ledcor Power Group Ltd. (« Ledcor ») visant l'acquisition d'une participation de 66 ⅔ % dans une coentreprise, détenant les droits pour réaliser 18 projets hydroélectriques au fil de l'eau. Ces projets sont situés dans le Lower Mainland en Colombie-Britannique. Ces projets représenteraient une puissance installée potentielle de plus de 200 MW et permettraient de produire plus de 1 000 GWh d'énergie propre.

8. ÉVÉNEMENTS SUBSÉQUENTS (SUITE)

La société investira 8 millions de dollars pour cette acquisition, et de plus, émettra 200 000 bons de souscription à Ledcor. Sujet à l'approbation du TSX, les bons de souscription pourront être exercés dans les 24 mois à compter de la conclusion de l'opération, à un prix d'exercice de 12,50 $ par bon de souscription. Ledcor conservera une participation de 33 ⅓ % dans la coentreprise. La société et Ledcor travailleront ensemble au cours des prochains mois pour finaliser les détails de l'entente et conclure la transaction. La conclusion de l'acquisition, qui devrait avoir lieu dans les 90 jours suivant l'annonce, est assujettie aux conditions habituelles pour une opération semblable, notamment une vérification diligente satisfaisante. La société a l'intention de financer temporairement l'acquisition à même sa trésorerie.

Au Québec, trois projets éoliens ont été proposés à l'appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution pour la fourniture de 2 000 MW d'énergie éolienne qui s'est terminé le 18 septembre 2007. Le 5 mai 2008, Hydro-Québec Distribution annonçait les gagnants de l'appel d'offres. Les trois projets proposés n'ont pas été retenus et, par conséquent, la société ne pourra conclure de contrats d'achat d'électricité à long terme avec le service public pour ces projets. La société évalue présentement l'impact comptable potentiel relativement à cette annonce.

Le présent rapport de gestion a été établi en date du 14 mai 2008.

Le but du présent rapport de gestion est de fournir au lecteur une vue d'ensemble de la situation financière, des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie d'Innergex énergie renouvelable inc. (la « société ») pour le trimestre terminé le 31 mars 2008. Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés non vérifiés et les notes complémentaires du trimestre terminé le 31 mars 2008 et avec le rapport annuel 2007. Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR »). Les résultats de la société sont exprimés en dollars canadiens. Afin de faciliter la lecture du présent rapport de gestion, certains montants ont été arrondis, ce qui pourrait toucher l'exactitude de certains calculs.

EFFICACITÉ DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Le président et chef de la direction et le vice-président et chef de la direction financière de la société ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision, des contrôles et procédures de communication de l'information pour fournir une assurance raisonnable que l'information importante relative à la société, y compris ses filiales consolidées, est communiquée au président et chef de la direction et au vice-président et chef de la direction financière de la société par d'autres personnes au sein de ces entités, en particulier pendant la période où les documents intermédiaires sont établis.

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Le président et chef de la direction et le vice-président et chef de la direction financière de la société ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision, un contrôle interne à l'égard de l'information financière pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux PCGR. Au cours de la dernière période, il n'y a pas eu de changement du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société qui a eu, ou aurait pu avoir, une incidence importante sur le contrôle interne de la société.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

En vue d'informer les actionnaires et les investisseurs éventuels sur les perspectives d'avenir de la société, le présent rapport de gestion peut contenir des énoncés prospectifs au sens des lois sur les valeurs mobilières. Ces énoncés prospectifs expriment, en date du présent rapport de gestion, les estimations, prévisions, projections, attentes ou opinions de la société à l'égard d'événements ou de résultats futurs. Ces énoncés prospectifs sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants, de sorte que le rendement réel de la société pourrait différer sensiblement du rendement prévu exprimé de façon officielle ou implicite dans de tels énoncés prospectifs. Les risques et incertitudes importants qui pourraient faire en sorte que les résultats réels et les événements futurs s'écartent sensiblement des attentes actuelles exprimées sont examinés à la rubrique *Risques et incertitudes* de ce rapport de gestion, ainsi qu'à la rubrique *Facteurs de risque* de la notice annuelle de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. Bien que la société estime que les attentes suscitées par ces énoncés prospectifs sont basées sur des fondements et des hypothèses valables et raisonnables, il existe un risque que ces énoncés prospectifs se révèlent inexacts. Les lecteurs du présent rapport de gestion sont ainsi mis en garde de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs subséquents, qu'ils soient écrits ou verbaux, imputables à la société ou à une personne qui agit en son nom, sont expressément présentés sous réserve des présents avertissements. La société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser ces énoncés prospectifs pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieurs à la date du présent rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la loi ne l'exige.

VUE D'ENSEMBLE

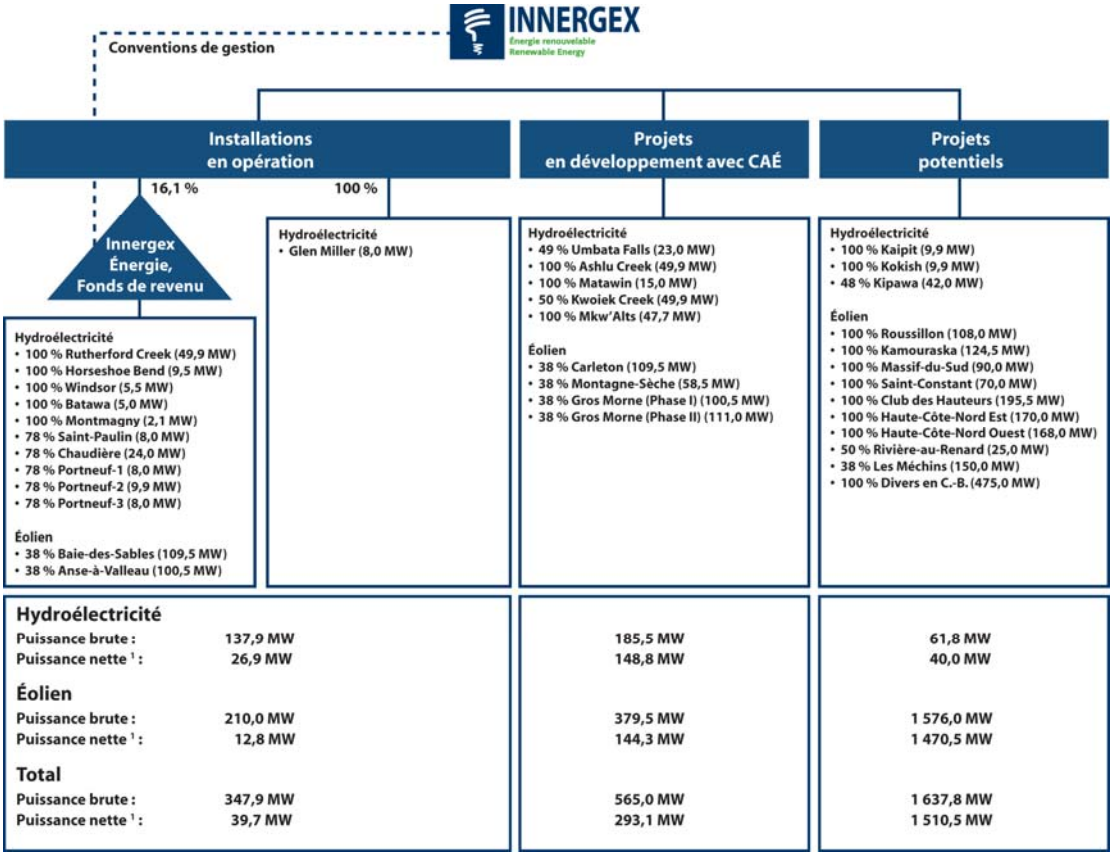
Généralités

La société (auparavant Innergex Management Inc.) a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu des lois du Canada, et le 6 décembre 2007, a réalisé son premier appel public à l'épargne (« PAPE »). La société est inscrite à la bourse de Toronto (« TSX ») sous le symbole INE.

La société est un promoteur, propriétaire et exploitant indépendant d'installations d'énergie renouvelable et offre des services de gestion et d'administration à Innergex Énergie, Fonds de revenu (TSX: IEF.UN) (le « Fonds ») en vertu d'ententes à long terme. Elle est l'une des sociétés les plus actives au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada et concentre ses activités dans les projets hydroélectriques et éoliens qui bénéficient de faibles frais d'exploitation et de gestion, ainsi que d'une technologie simple et éprouvée. L'équipe de direction de la société est active au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a aménagé, ou remis à neuf, et mis en service commercial par l'intermédiaire de diverses entreprises, onze centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens, représentant une puissance installée totale de 348 MW. La société détient i) une centrale hydroélectrique de 8 MW en opération; ii) neuf projets de production d'électricité d'une puissance installée nette cumulée de 293 MW (puissance installée totale de 565 MW) pour lesquels des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») ont été conclus avec des services publics. Parmi ces projets, trois sont actuellement au stade de la construction et les six autres projets devraient l'être au cours des cinq prochaines années.

Les projets devraient être au stade de la mise en service commercial entre 2008 et 2012; iii) plus de 1 600 MW de projets potentiels qui sont à différentes étapes de développement; et, iv) une participation directe de 16,1 % dans le Fonds.

Le tableau suivant présente les participations directes et indirectes de la société dans les installations d'exploitation, les projets en développement avec CAÉ et les projets potentiels.



[1] La puissance nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à la société en fonction de sa participation dans ces installations et projets, la puissance restante étant attribuable à la propriété des partenaires stratégiques.

La notice annuelle de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 disponible sur www.sedar.com présente de l'information complémentaire aux installations.

Stratégie de la société

La stratégie de la société visant à créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à développer ou acquérir des installations de haute qualité de production d'énergie qui génèrent des flux de trésorerie durables et croissants, dans le but d'obtenir des rendements élevés du capital investi. En tant que producteur indépendant d'énergie propre, la société vise à créer de la valeur à partir de sources d'énergie renouvelable.

Les flux de trésorerie de la société proviennent de sources diversifiées. Premièrement, en tant que propriétaire d'une centrale hydroélectrique de 8 MW, la société perçoit les produits de la vente de l'électricité générée par cette centrale. Deuxièmement, en tant que propriétaire d'une participation de 16,1 % du Fonds, la société reçoit régulièrement des distributions en trésorerie mensuelles. Troisièmement, en tant que gestionnaire du Fonds, la société touche des honoraires annuels de gestion et incitatifs. Enfin, en tant que promoteur d'installations d'énergie renouvelable, la société prévoit que ses produits provenant de la production d'électricité augmenteront au cours des prochains exercices, compte tenu de la mise en service commercial prévue des projets en développement.

MISE À JOUR TRIMESTRIELLE

Projets en développement avec CAÉ

Le tableau suivant présente un aperçu de l'avancement des projets en construction détenus par la société. Ces projets sont : i) le projet hydroélectrique Umbata Falls de 23 MW, situé en Ontario; ii) le parc éolien de Carleton de 109,5 MW situé au Québec; et iii) le projet hydroélectrique Ashlu Creek de 49,9 MW, situé en Colombie-Britannique.

Projets en développement avec CAÉ (en construction)

Nom du projet	Participation	Localisation	Puissance installée (MW)	Production moyenne à long terme estimée (MWh)	Coûts totaux de construction estimés (en M$)	Coûts totaux de construction au 31 mars 2008 (en M$)	Date de mise en service commercial prévue
Umbata Falls	49 %	Ontario	23,0	109 102	60,0	43,0	4e trimestre 2008
Carleton	38 %	Québec	109,5	340 523	181,2	27,1	4e trimestre 2008
Ashlu Creek	100 %	Colombie-Britannique	49,9	265 000	132,0	71,3	2009

Quoique les travaux de construction avancent comme prévu, la livraison de certaines composantes par un fournisseur pour le projet d'Umbata Falls a été retardée. En particulier, la livraison des turbines et des vannes papillon a été reportée. Le fournisseur a réorganisé son calendrier d'installation afin d'atténuer les conséquences de ces retards. L'entrepreneur pourrait être tenu de verser des dommages-intérêts en raison du retard de livraison. La mise en service commercial est prévue pour octobre 2008.

Quant au projet éolien de Carleton, les travaux de construction des routes d'accès et les améliorations des routes sont effectués à environ 60 %. Les travaux des fondations ont commencé pour 14 turbines éoliennes sur 73. La livraison, au cours de l'hiver dernier, des sections des tours et des ensembles de pales à la zone de pose temporaire permettra à l'entrepreneur de commencer à ériger les pièces des éoliennes avant la fin de la période de dégel. La société prévoit ériger la première éolienne d'ici la fin de juin 2008.

Les travaux de construction du projet hydroélectrique d'Ashlu Creek progressent bien. Les routes d'accès, les lignes de transport d'énergie, le poste de raccordement, le détournement du cours d'eau au moyen de batardeaux, et l'excavation d'un évacuateur de crues d'urgence, des prises d'eau, du purgeur et de la centrale sont tous quasiment achevés. La conception et l'acquisition du matériel sont presque terminées tandis que la fabrication est avancée à 66 %. Le creusement horizontal du tunnel est fait à environ 30 %, mais subit certains retards. L'entrepreneur du creusement des tunnels s'efforce de réduire les retards, et pourrait être tenu de verser des dommages-intérêts en raison du retard de livraison. La mise en service commercial est prévue pour la fin de l'automne 2009.

Le tableau suivant présente un aperçu de l'état d'avancement des autres projets en développement avec CAÉ qui ne sont pas encore en construction.

Projets en développement avec CAÉ (au stade de la préconstruction)

Nom du projet	Participation	Localisation	Puissance installée (MW)	Coûts totaux de construction estimatifs (M$)	Date de mise en service commercial prévue
Hydro					
Matawin	100 %	Québec	15,0	24,6	2009
Mkw'Alts	100 %	Colombie-Britannique	47,7	87,3	2010
Kwoiek Creek	50 %	Colombie-Britannique	49,9	152,1	2011
Éolien					
Montagne-Sèche	38 %	Québec	58,5	103,0	2011
Gros Morne I	38 %	Québec	100,5	[348,5]	2011
Gros Morne II	38 %	Québec	111,0		2012

La construction du projet hydroélectrique Matawin pourra commencer lorsque le décret du Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec sera émis.

Quant au projet Mkw'Alts qui sera situé sur la rivière Ure en Colombie-Britannique, le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé le 11 avril 2008 que la nation Lil'wat et la province ont signé une entente sur la planification de l'utilisation des terrains. Cette entente donne à la province une certitude pour l'utilisation des terres de la région, dans un contexte de planification pour les Jeux Olympiques de 2010. L'entente reconnait que le zonage sur la rivière Ure demeure non-résolu. D'ailleurs, l'entente stipule que la nation Lil'wat et le gouvernement travailleront ensemble pour arriver à un accord sur les zones d'utilisation des terrains, les désignations et les directives de gestion pour le bassin versant de la rivière Ure dans les 18 mois suivant la signature de l'entente sur la planification de l'utilisation des terrains. L'entente sur la planification de l'utilisation des terrains stipule également que la province s'engage à trouver une solution créative afin de résoudre le dossier de la construction d'un projet hydroélectrique sur la rivière Ure.

La construction du projet hydroélectrique Kwoiek Creek devrait commencer en 2009, lorsque la phase d'obtention des permis sera complétée. Il est prévu que la construction du projet devrait être complétée en 2011.

La société maintient ses prévisions quant à l'étude l'automne prochain des projets éoliens Montagne-Sèche et Gros Morne par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.

Projets potentiels

Les projets potentiels Roussillon, Kamouraska et Massif-du-Sud ont été proposés dans le cadre de l'appel d'offres d'Hydro-Québec pour 2 000 MW d'énergie éolienne, qui s'est conclu le 18 septembre 2007. Le 5 mai 2008, Hydro-Québec Distribution a annoncé les gagnants de son appel d'offres. Les trois projets proposés n'ont pas été retenus, ainsi la société ne sera pas en mesure d'obtenir des contrats d'achat d'électricité à long terme avec le service public pour ces projets. De l'information complémentaire sur ces projets peut être retrouvée sous la rubrique *Événements postérieurs à la date du bilan* de ce rapport de gestion.

La société prévoit proposer les projets hydroélectriques Kokish et Kaipit dans le cadre du programme d'offre standard pour les petites installations de production d'électricité de source renouvelable d'une puissance installée de 10 MW et moins, offert actuellement par Bristish Columbia Hydro et Power Authority. Le prix régional de l'énergie sur l'île de Vancouver, proposé en vertu de ce programme en 2008, est de 87,33 $/MWh, ce qui représente un prix de l'énergie de 84,23 $/MWh et un prix d'attributs environnementaux de 3,10 $/MWh.

Après la fin du trimestre, la société a annoncé qu'elle avait conclu une entente avec Ledcor Power Group Ltd. concernant les droits de développer le potentiel hydroélectrique de 18 emplacements en Colombie-Britannique. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique intitulée *Événements postérieurs à la date du bilan* du présent rapport de gestion.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation de la société pour le premier trimestre de 2008 couvrent la période allant du 1er janvier 2008 au 31 mars 2008, et sont comparés aux résultats du trimestre correspondant de 2007. Il est important de rappeler que pour la majeure partie de l'exercice 2007 (339 jours), la société fournissait seulement des services de gestion et d'administration à Innergex Énergie, Fonds de revenu et à Innergex II Fonds de revenu (« Innergex II »), et détenait une participation de 15 % dans Innergex II. La société ne détenait pas d'installation de production d'électricité, de projets en développement ou de parts du Fonds avant le 6 décembre 2007.

Produits

Les produits se composent des éléments suivants : les produits d'exploitation tirés de la centrale de Glen Miller; ii) les honoraires de gestion versés par le Fonds et, iii) la quote-part de 16,1 % des résultats du Fonds.

Au premier trimestre de 2008, la société a comptabilisé des produits totalisant 1,0 M$, comparativement à 1,8 M$ en 2007. Pour le premier trimestre de 2007, la société a perçu des honoraires de gestion versés tant par le Fonds que par Innergex II pour un montant total de 1,8 M$.

Au premier trimestre de 2008, les produits de la société comprenaient des produits de 0,7 M$ tirés de la centrale hydroélectrique de Glen Miller. Au cours du trimestre, la centrale hydroélectrique Glen Miller a produit 10 647 MWh, soit 21 % de moins que la moyenne à long terme de 13 491 MWh. La production d'électricité a été touchée par des conditions hydrologiques plus faibles que la normale sur la rivière Trent et par l'arrêt de production partiel de l'installation. Au cours d'une période de cinq semaines, le palier guide de l'une des deux turbines en aval du générateur est tombé en panne. La réparation a été faite dans le cadre de la garantie du fabricant. La société a également perçu 0,6 M$ en honoraires de gestion versés par le Fonds.

À titre de gestionnaire et de propriétaire de 16,1 % des parts du Fonds en circulation, la société est considérée comme exerçant une influence notable sur le Fonds. Par conséquent, la société comptabilise sa quote-part des résultats du Fonds à titre de produits, ajustée pour tenir compte de l'amortissement des actifs incorporels et des impôts sur les bénéfices futurs liés à l'excédent du coût du placement dans le Fonds par rapport à la valeur comptable nette sous-jacente des actifs acquis. Pour le trimestre de 2008, la société a constaté une perte de 0,3 M$ de sa participation dans une entité sous influence notable. Ce montant ne devrait pas être extrapolé sur un exercice complet.

Quote-part de la perte nette d'une entité sous influence notable	Trimestre terminé le 31 mars 2008
	$
Quote-part de 16,1 % de la perte nette du Fonds	(122 269)
Amortissement des actifs incorporels	(293 303)
Impôts sur les bénéfices futurs	80 658
Quote-part de la perte nette d'une entité sous influence notable	(334 914)

Au cours du trimestre, la société a eu droit de recevoir sa quote-part des distributions en trésorerie mensuelles du Fonds, qui ont totalisé 1,2 M$ (néant en 2007). Pour plus d'information sur le Fonds, consulter le site www.sedar.com. Cette information n'est pas intégrée par renvoi.

Charges

Les frais généraux et d'administration du premier trimestre en 2008 ont totalisé 1,5 M$, comparativement à 1,7 M$ pour le trimestre correspondant en 2007. Pour le premier trimestre en 2008, la société a également constaté 0,3 M$ en frais d'exploitation liés aux activités de la centrale hydroélectrique Glen Miller. Les frais d'exploitation sont constitués principalement de salaires des opérateurs, de droits d'utilisation de l'eau, de redevances, de primes d'assurance, de taxes, d'impôts fonciers et de frais d'entretien et de réparation.

Amortissement

L'amortissement pour le premier trimestre de 2008 s'est établi à 0,4 M$ comparativement à 0,05 M$ au trimestre correspondant de 2007. Cette différence est attribuable principalement à la centrale hydroélectrique Glen Miller qui n'était pas comprise dans les résultats de la société du premier trimestre de 2007.

Intérêts

Au cours du premier trimestre de 2008, les charges d'intérêts de la société sur sa dette à long terme et ses emprunts bancaires se sont élevées à 1,4 M$ (4 932 $ en 2007). De ce montant, 1,1 M$ représente des frais d'intérêts engagés pour financer la construction des projets, qui sont capitalisés aux projets en construction ou en développement. Des charges d'intérêts de 0,3 M$ ont été portées aux résultats pour le trimestre, principalement en raison de l'endettement lié à la centrale hydroélectrique Glen Miller.

Instruments financiers dérivés

La société utilise des instruments financiers dérivés, essentiellement des contrats à terme sur obligations et des swaps de taux d'intérêt pour gérer son exposition aux risques de l'augmentation des taux d'intérêt sur sa dette liée aux projets en construction. Au premier trimestre 2008, la société a comptabilisé une perte nette non réalisée sur instruments financiers dérivés de 6,1 M$ (néant en 2007). Cette perte découle des variations de la juste valeur des swaps et des contrats à terme sur obligations imputables au contexte général de baisse des taux d'intérêt. Cette perte n'a eu aucune incidence sur les liquidités de la société.

Charge d'impôts sur les bénéfices

La société a comptabilisé un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 1,8 M$ au cours du premier trimestre de 2008, par rapport à une charge de 19 336 $ pour le trimestre correspondant en 2007. Cette économie résulte essentiellement de la perte nette non réalisée importante sur les instruments financiers dérivés qui a donné lieu à un actif d'impôts futurs de 1,7 M$.

(Perte nette) bénéfice net et résultat étendu

Pour le trimestre, la société a comptabilisé une perte nette et un résultat étendu de 5,5 M$ (perte nette de 0,23 $ par action de base et dilué). Pour le trimestre correspondant en 2007, le bénéfice net et le résultat étendu ont totalisé 40 306 $ (0,03 $ par action de base et dilué). Cet écart s'explique principalement par la baisse des produits et la perte nette non réalisée sur les instruments financiers dérivés précités.

Le 6 décembre 2007, la société a attribué 1 410 000 options donnant droit aux porteurs d'acquérir un total de 1 410 000 actions ordinaires au prix de 11,00 $ par action. Les options sont en cours pour une période de dix ans et les droits de 25 % des options sont acquis à chaque anniversaire de la date d'attribution.

Par conséquent, les résultats par action de base sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré de 23 500 000 actions en circulation pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, comparativement à un nombre moyen pondéré de 1 560 121 actions en circulation pour le trimestre terminé le 31 mars 2007.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, le résultat dilué par action est basé sur un nombre moyen pondéré de 23 544 428 actions en circulation, comparativement à un nombre moyen pondéré de 1 560 121 actions en circulation pour le trimestre terminé le 31 mars 2007.

Au 31 mars 2008, la société avait un total de 23 500 000 actions ordinaires en circulation comparativement à 1 942 001 actions en circulation au 31 mars 2007. Ainsi, les résultats par action en 2008 devraient varier considérablement comparativement aux résultats de 2007.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, les sorties de fonds liées aux activités d'exploitation se sont élevées à 5,5 M$, comparativement à des sorties de fonds liées aux activités d'exploitation de 0,3 M$ en 2007. Cette augmentation est imputable principalement à une variation négative des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation de 5,5 M$, découlant du paiement de créditeurs et des charges à payer totalisant 6,0 M$, en partie contrebalancé par une diminution de 0,5 M$ des débiteurs.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation a été négative de 0,4 M$. Cette variation en 2007 découlait essentiellement d'une augmentation des débiteurs de 0,8 M$, qui a été atténuée par une hausse des créditeurs et charges à payer de 0,4 M$.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, les flux de trésorerie liés aux activités de financement ont totalisé 4,4 M$ en raison principalement de l'augmentation de la dette à long terme, en partie compensée par le remboursement d'un emprunt bancaire de 2,0 M$. En 2007, la société a obtenu un produit de 2 424 $ suite à l'émission de capital-actions.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour le premier trimestre de 2008, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la société ont été négatifs, s'établissant à 10,0 M$. Les acquisitions d'immobilisations corporelles ont utilisé 9,6 M$ de la trésorerie et un montant de 1,4 M$ a été utilisé pour des ajouts aux frais de développement liés aux projets. Ces montants ont été partiellement contrebalancés par des distributions totalisant 1,2 M$ reçues sur 4 724 409 parts du Fonds, une entité sous influence notable.

Pour le premier trimestre de 2007, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la société ont été négatifs et se sont établis à 46 125 $, principalement en raison des acquisitions d'immobilisations corporelles.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Au premier trimestre de 2008, la société a utilisé 11,1 M$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, qui s'élevait au 31 mars 2008, à 23,6 M$. La direction estime que, combiné avec les flux de trésorerie futurs de la société et un endettement supplémentaire raisonnable, ce montant, qui provient principalement du PAPE, est suffisant pour mener à bien les neuf projets en développement avec CAÉ. Au cours du trimestre correspondant en 2007, la société a utilisé 0,4 M$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. Au 31 mars 2007, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société s'élevaient à 0,1 M$.

La société investit ses liquidités dans des placements à court terme tels que des acceptations bancaires et des dépôts à terme ayant des échéances à court terme. La société n'investit aucunement dans tout type de papier commercial adossé à des actifs.

SITUATION FINANCIÈRE

Actif

Au 31 mars 2008, le total de l'actif de la société se chiffrait à 341,7 M$ comparativement à 343,3 M$ au 31 décembre 2007.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles se composent principalement de projets hydroélectriques et de parcs éoliens, qui sont en exploitation ou en construction. La valeur est comptabilisée au coût et amortie selon la méthode d'amortissement linéaire, basé sur leur durée de vie utile estimative, lors de leur mise en service. Au 31 mars 2008, les immobilisations corporelles se chiffraient à 120,3 M$, comparativement à 111,4 M$ au 31 décembre 2007. Cette augmentation s'explique par des dépenses continues en développement et en immobilisations engagées pour trois projets actuellement en construction.

Actifs incorporels

Les actifs incorporels comprennent différents permis, licences et contrats. Les actifs incorporels de la société s'élevaient à 40,8 M$ au 31 mars 2008. Les actifs incorporels sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 20 à 40 ans à compter de la mise en service commercial des projets.

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement liés aux projets représentent les coûts engagés dans la recherche, l'acquisition et le développement d'installations de production d'électricité. Au début de la construction du projet, ces coûts sont affectés soit aux immobilisations corporelles, soit aux actifs incorporels selon leur nature. Au 31 mars 2008, les frais de développement liés aux projets de la société se chiffraient à 38,4 M$ (37,3 M$ au 31 décembre 2007). Ces frais sont liés aux projets en développement avec CAÉ qui sont en phase de préconstruction et aux projets potentiels.

Placement dans une entité sous influence notable

Le placement de 61,6 M$ dans une entité sous influence notable (63,1 M$ au 31 décembre 2007) est lié aux 4 724 409 parts du Fonds détenues par la société, et qui représentent une participation de 16,1 % dans le Fonds. Ce placement est comptabilisé selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Pour d'autres informations sur le Fonds, consulter le site de SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

Écart d'acquisition

Au 31 mars 2008, la société avait un écart d'acquisition de 30,6 M$ à la suite de l'acquisition d'Innergex II.

Autres actifs à long terme

Les autres actifs à long terme, totalisant 2,3 M$ (2,2 M$ au 31 décembre 2007), sont constitués principalement d'un prêt consenti à un partenaire et à des instruments financiers dérivés.

Fonds de roulement

Au 31 mars 2008, le fonds de roulement s'élevait à 26,5 M$ pour un ratio du fonds de roulement de 2,61:1,00, comparativement à 34,3 M$ et un ratio du fonds de roulement de 2,69 :1,00 au 31 décembre 2007. La société considère son fonds de roulement comme étant suffisant pour combler tous ses besoins. Le cas échéant, la société peut avoir recours à une facilité de crédit bancaire d'un montant de 20,0 M$. De ce montant, 6,5 M$ était engagé pour sécuriser l'émission de lettres de crédit et 4,3 M$ pour garantir des contrats à terme sur obligations. Au 31 mars 2008, la société avait un montant disponible de 9,2 M$, en vertu de sa facilité de crédit bancaire.

Les débiteurs ont légèrement diminué, passant de 19,6 M$ au 31 décembre 2007 à 19,0 M$ au 31 mars 2008. Les débiteurs consistent principalement en des effets à recevoir de filiales du Fonds relativement à la vente de la participation d'Innergex II dans les parcs éoliens d'Anse-à-Valleau et de Baie-des-Sables, totalisant 14,0 M$. Le Fonds devrait rembourser ces effets lorsqu'il encaissera les montants dus par Hydro-Québec TransÉnergie relatifs à la construction d'un poste de raccordement et les montants dus par les gouvernements fédéral et provincial relatifs à des taxes de ventes recouvrables. La société prévoit recevoir le paiement des effets au cours du deuxième trimestre de 2008.

Les créditeurs et charges à payer sont passés de 14,8 M$ au 31 décembre 2007 à 8,0 M$ et se composent principalement de comptes fournisseurs et de retenues de garantie aux titres de la construction des projets Ashlu Creek, Carleton et Umbata Falls, ainsi qu'à d'autres projets.

Dette à long terme

Au 31 mars 2008, la dette à long terme s'élevait à 87,1 M$ et le ratio de l'endettement sur la valeur de l'entreprise représentait 25,6 %. Au 31 décembre 2007, la dette à long terme s'établissait à 81,1 M$ et le ratio de l'endettement sur la valeur de l'entreprise représentait 21,7 %. La dette consiste en: i) un emprunt à terme sans recours de 17 M$ garanti par la centrale hydroélectrique Glen Miller et d'une durée de cinq ans et pour lequel la société a été exonérée du remboursement du capital jusqu'à ce qu'un seuil de ratio de couverture de la dette soit atteint. Durant le trimestre, ce seuil a été atteint et, par conséquent, les remboursements de principal pourraient être exigés après qu'une cédule de remboursement soit approuvée avec le prêteur. L'emprunt porte intérêt à un taux variable correspondant au taux des acceptations bancaires majoré de 140 points de base; ii) un emprunt à la construction sans recours de 51 M$, duquel 32,5 M$ ont été prélevés (dont 15,9 M$ représentent la participation de 49 % de la société) garanti par la centrale hydroélectrique Umbata Falls. L'emprunt échoit cinq ans suivant sa conversion en emprunt à terme. Le remboursement du capital commencera lors de la conversion en emprunt à terme et sera basé sur une période d'amortissement de 20 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable; iii) un emprunt à la construction sans recours de 110,0 M$, duquel 54,2 M$ ont été prélevés, garanti par la centrale hydroélectrique Ashlu Creek. L'emprunt arrive à échéance 15 ans après sa conversion en emprunt à terme. Les remboursements de capital commenceront lors de la conversion de l'emprunt à terme et seront basés sur une période d'amortissement de 25 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable.

Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit conclues par certaines filiales de la société pourraient limiter la capacité de transférer des sommes de ces filiales à la société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence négative sur la capacité de la société à honorer ses obligations. Au cours du premier trimestre de 2008 et de 2007, la société et ses filiales ont rencontré toutes les conditions financières et non-financières, qui pourraient constituer un manquement relativement à leurs conventions de crédit.

Malgré les remous actuels sur les marchés des capitaux, la direction ne prévoit pas avoir de difficulté à obtenir de nouveaux financements pour le développement de ses projets. Toutefois, les modalités de nouveaux financements par emprunt pourraient être moins favorables et comprendre des clauses plus restrictives.

Impôts futurs

L'incidence fiscale des écarts temporaires peut donner lieu à d'importants actif ou passif d'impôts futurs. Au 31 mars 2008, la société avait un passif d'impôts futurs d'un montant net de 2,8 M$, comparativement à 4,6 M$ au 31 décembre 2007. Ce passif découle principalement de l'excédent de la valeur comptable sur la valeur fiscale des actifs d'Innergex II acquis le 6 décembre 2007.

Capitaux propres

Au 31 mars 2008, les capitaux propres de la société totalisaient 225,4 M$, comparativement à 230,5 M$ au 31 décembre 2007. Cette différence s'explique essentiellement par une perte nette de 5,5 M$ comptabilisée au cours du trimestre.

Arrangements hors bilan

La société n'avait pas d'arrangement hors bilan au 31 mars 2008 et au 31 décembre 2007.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

À titre de gestionnaire d'Innergex Énergie, Fonds de revenu

La société offre des services au Fonds et à ses filiales en vertu de trois conventions, à savoir une convention de gestion, une convention d'administration et une convention de services. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, la société a reçu la somme de 0,25 M$ pour les services réguliers en vertu de ces trois conventions (0,25 M$ en 2007). La société a également le droit de percevoir des honoraires incitatifs correspondant à 25 % de l'encaisse distribuable annuelle par part de fiducie excédant 0,925 $ par part de fiducie. Au cours du trimestre de 2008, la société a perçu des honoraires incitatifs de 0,18 M$ (0,08 M$ en 2007). La société a facturé au Fonds des honoraires de 0,13 M$ (0,05 M$ en 2007) relativement à d'autres services.

À titre de gestionnaire d'Innergex II Fonds de revenu

Avant d'en avoir fait l'acquisition le 6 décembre 2007, la société fournissait des services de gestion à Innergex II. Les revenus provenant des honoraires de gestion ont totalisé 1,4 M$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2007.

INFORMATION SECTORIELLE

La société compte deux secteurs isolables : a) la production hydroélectrique et b) l'aménagement et la gestion des emplacements.

Grâce à son secteur de la production hydroélectrique, la société vend l'électricité produite des installations hydroélectriques à des services publics. Grâce à son secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements, la société explore les emplacements potentiels, les aménage jusqu'au stade de l'exploitation et en assure la gestion.

Les conventions comptables relatives aux secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites dans le sommaire des principales conventions comptables inclus dans le dernier rapport annuel. La société évalue le rendement en fonction de la (perte) du bénéfice avant intérêts impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments. La société comptabilise les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion au coût. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements à celui de la production hydroélectrique sont comptabilisées au coût.

Les secteurs isolables de la société utilisent différents moyens de production ou exercent différents types d'activités. Ils ne sont pas gérés par les mêmes équipes, car leurs activités nécessitent des compétences distinctes.

	Trimestre terminé le 31 mars 2008		
	Production hydroélectrique	**Aménagement et gestion des emplacements**	**Total**
	$	$	$
Produits découlant de clients externes	711 715	258 861	970 576
Frais d'exploitation	276 793	-	276 793
Bénéfice d'exploitation	434 922	258 861	693 783
Frais généraux et administratifs	6 249	1 493 041	1 499 290
(Perte) bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	428 673	(1 234 180)	(805 507)

Il n'y avait pas de secteurs isolables au 31 mars 2007 puisque ceux-ci ont été acquis le 6 décembre 2007.

	Au 31 mars 2008		
	Production hydroélectrique	**Aménagement et gestion des emplacements**	**Total**
	$	$	$
Actifs à long terme	25 005 605	273 662 709	298 668 314
Écart d'acquisition	-	30 552 578	30 552 578
Total de l'actif	26 113 188	315 569 553	341 682 741
Acquisitions d'actifs à long terme	-	10 306 625	10 306 625

	Au 31 décembre 2007		
	Production hydroélectrique	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	$	$	$
Actifs à long terme	25 313 901	263 349 920	288 663 821
Écart d'acquisition	-	30 552 578	30 552 578
Total de l'actif	25 571 910	317 687 597	343 259 507

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Le chapitre 1535 du Manuel de l'ICCA, intitulé *Informations à fournir concernant le capital,* oblige une entité à fournir les informations propres à permettre aux utilisateurs de ses états financiers d'évaluer ses objectifs, politiques et procédures de gestion de son capital. Ce chapitre s'applique aux états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1er octobre 2007. L'application de ce chapitre exige des informations supplémentaires présentées à la note 3 des états financiers consolidés du trimestre terminé le 31 mars 2008.

INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Étant donné le déclin du rendement des obligations et de la baisse des taux d'intérêt au 31 mars 2008, les contrats à terme sur obligations en vigueur et swaps de taux d'intérêt représentaient collectivement une valeur négative de 11,1 M$ (5,0 M$ au 31 décembre 2007). Ces montants sont présentés au bilan sous le poste *Instruments financiers dérivés* et leur fluctuation sous le poste *Perte nette sur instruments financiers dérivés* à l'état des résultats.

GESTION DES RISQUES

La société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de fluctuations de taux d'intérêt sur le financement par emprunt. Puisque ces instruments financiers sont conclus avec d'importantes institutions financières, la société considère le risque d'illiquidité comme étant faible. La société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins de spéculation.

Durant l'exercice 2007, la société a conclu huit contrats à terme sur obligations échéant entre le 20 juin et le 30 juin 2008, et un swap de taux d'intérêt échéant le 4 juin 2009. Il est de l'intention de la société de modifier ou prolonger ces contrats ou de conclure de nouveaux contrats afin d'apparier les échéances des emprunts sous-jacents et de protéger la valeur économique des projets.

Ces contrats à terme sur obligations et le swap permettent à la société d'atténuer le risque d'augmentation des taux d'intérêt sur un montant de dette à long terme d'environ 176,0 M$ (néant en 2007).

En 2005, Innergex II (maintenant une filiale de la société) a vendu au Fonds la centrale hydroélectrique Rutherford Creek de 50 MW. L'entité propriétaire de l'actif, Rutherford Creek Power, Limited Partnership, a accepté de verser des redevances à Innergex II suivant l'expiration ou la résiliation du CAÉ de Rutherford Creek en juin 2024, fondées sur la réalisation de certains seuils de produits. Au 31 mars 2008, la juste valeur de cet instrument financier était de 0,7 M$ (0,7 M$ au 31 décembre 2007). Ce montant est présenté au bilan sous le poste *Autres actifs à long terme* et ses variations sont inscrites à l'état des résultats sous le poste *Perte nette sur instruments financiers dérivés.*

RISQUES ET INCERTITUDES

La société s'expose à divers risques d'entreprise et a décrit ceux qu'elle considère importants dans le rapport annuel de 2007. Toutefois, des risques et des incertitudes supplémentaires qui ne sont pas actuellement connus de la société ou qu'elle considère peu importants pourraient aussi avoir une incidence défavorable sur ses activités. On peut consulter d'autres risques et incertitudes à la rubrique intitulée *Facteurs de risque* de la notice annuelle de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, publiée sur le site www.sedar.com.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES ET MISES À JOUR

La société présente régulièrement des mises à jour sur ses activités par l'intermédiaire de communiqués de presse, la présentation des états financiers trimestriels et de la notice annuelle que l'on peut consulter sur le site de la société à l'adresse www.innergex.com ou sur celui de SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Pour les trimestres terminés les (non vérifié) :

	31 mars 2008	31 déc. 2007	30 sept. 2007	30 juin 2007
Produits (en milliers $)	971	3 067	1 478	1 714
Bénéfice net (perte nette) et résultat étendu (en milliers $)	(5 474)	5 392	56	58
Bénéfice net (perte nette) et résultat étendu				
De base ($/action)	(0,23)	0,67	0,03	0,03
Dilué ($/action)	(0,23)	0,67	0,03	0,03
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en milliers)				
De base	23 500	8 034	1 942	1 942
Dilué	23 544	8 135	1 942	1 942

	31 mars 2007	31 déc. 2006	30 sept. 2006	30 juin 2006
Produits (en milliers $)	1 791	1 847	1 399	1 556
Bénéfice net et résultat étendu (en milliers $)	40	42	43	47
Bénéfice net et résultat étendu				
De base ($/action)	0,03	0,03	0,03	0,03
Dilué ($/action)	0,03	0,03	0,03	0,03
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en milliers)				
De base	1 560	1 359	1 359	1 359
Dilué	1 560	1 359	1 359	1 359

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Le 25 avril 2008, la société a annoncé qu'elle avait conclu une entente avec Ledcor Power Group Ltd. (« Ledcor ») visant l'acquisition d'une participation de 66 ⅔ % d'une coentreprise, détenant des droits pour réaliser 18 projets hydroélectriques au fil de l'eau. Ces projets sont situés dans le Lower Mainland en Colombie-Britannique. Ces projets représenteraient une puissance installée potentielle de plus de 200 MW et permettraient de produire plus de 1 000 GWh d'énergie propre pour la province, comblant les besoins d'environ 98 000 foyers en Colombie-Britannique.

La société investira 8 M$ dans cette acquisition, et de plus, émettra 200 000 bons de souscription à Ledcor. Sous réserve de l'approbation du TSX, les bons de souscription pourront être exercés dans les 24 mois à compter de la conclusion de l'opération, à un prix d'exercice de 12,50 $ par bon de souscription. Ledcor conservera une participation de 33 ⅓ % dans la coentreprise. La conclusion de l'acquisition qui devrait avoir lieu dans les 90 jours suivant l'annonce, est assujettie aux conditions habituelles pour une opération semblable, notamment une vérification diligente satisfaisante. La société a l'intention de financer l'acquisition à même sa trésorerie.

Au Québec, trois projets éoliens ont été proposés à l'appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution pour la fourniture de 2 000 MW d'énergie éolienne qui s'est terminé le 18 septembre 2007. Le 5 mai 2008, Hydro-Québec Distribution annonçait les gagnants de l'appel d'offres. Les trois projets proposés n'ont pas été retenus et, par conséquent, la société ne pourra conclure de contrats d'achat d'électricité à long terme avec le service public pour ces projets. La société évalue présentement l'impact comptable potentiel relativement à cette annonce.

Renseignements pour les investisseurs

Inscription boursière

Les actions d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.

Agent de transfert, agent chargé de la tenue des registres

Société de fiducie Computershare du Canada
1500, rue University, Bureau 700, Montréal, Québec H3A 3S8
Téléphone : 1 800 564-6253 ou 514 982-7555
Courriel : service@computershare.com

Vérificateurs

Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l.

Prestation électronique

Les actionnaires d'Innergex énergie renouvelable inc. peuvent choisir de recevoir des documents au sujet de la société (tels que des rapports trimestriels et annuels ainsi que la circulaire de la direction) en format électronique par Internet au lieu d'une copie papier par la poste. Les actionnaires qui désirent se prévaloir de ce service devraient communiquer avec la Société de fiducie Computershare du Canada.

Relations avec les investisseurs

Si vous avez des questions, veuillez consulter notre site web à l'adresse www.innergex.com ou communiquer avec:
Jean Trudel
Vice-président – Finances et relations avec les investisseurs

Innergex énergie renouvelable inc.

1111, rue Saint-Charles Ouest, Tour Est, bureau 1255, Longueuil, Québec J4K 5G4
Tél. : 450 928-2550
Télec. : 450 928-2544
info@innergex.com